

Berechnung von regelblocküberschreitenden Übertragungskapazitäten zu internationalen Partnernetzen

Stand 20.5.2015

Die Amprion GmbH ermittelt in Abstimmung mit den Verbundpartnern die Übertragungskapazitäten zu den internationalen Verbundnetzen nach Frankreich, Niederlande, Schweiz und Österreich. Die Ermittlung der Übertragungskapazitäten beschränkt sich auf das 220-/380-kV-Übertragungsnetz. Bild 1 skizziert das gegenwärtige Transportnetz der Amprion GmbH mit den Kuppelstellen zu den Partnern.

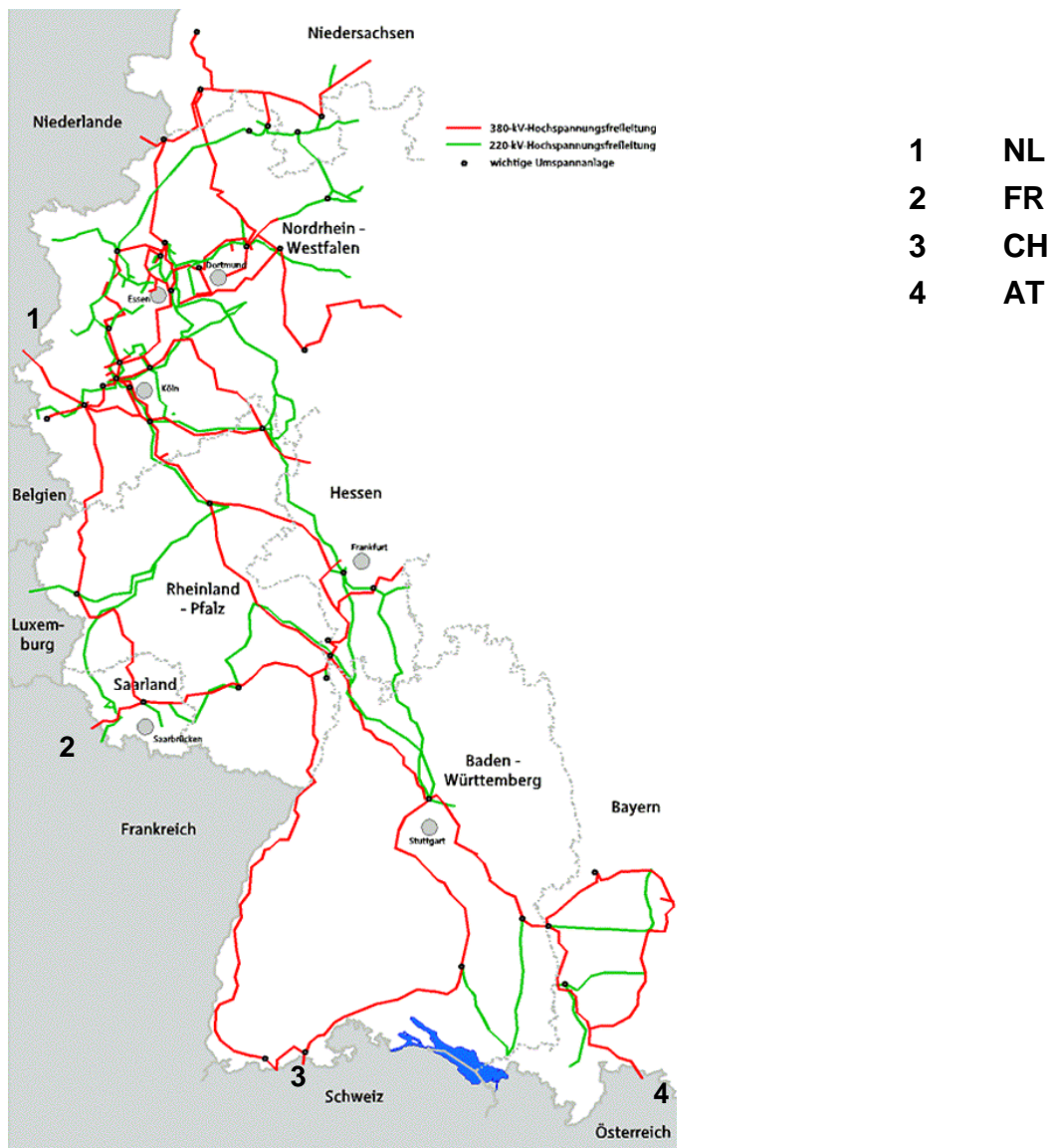


Bild 1: 220-/380-kV-Übertragungsnetz der Amprion GmbH

Für die Kapazitätsberechnung wird in einem ersten Schritt die NTC-Wert Bestimmung nach ENTSO-E durchgeführt. Neben der bilateralen Kapazitätsbestimmung erfolgt, gemeinsam mit den benachbarten TSO, eine koordinierte Kapazitätsbestimmung und –vergabe über ein

technisches Profil. Die Bestimmung der verfügbaren Kapazitäten erfolgt für verschiedene Zeithorizonte:

- langfristig (Jahresauktion)
- mittelfristig (Monatsauktionen) sowie
- kurzfristig (Tageskapazitäten, day-ahead).

Die einzelnen Prozesse werden im Folgenden näher erläutert.

In Tabelle 1 sind sämtliche zu den oben genannten Partnern bestehende Kuppelleitungen (inkl. nach Luxemburg) aufgeführt.

Internationale Kuppelleitungen				
Spannungsebene	ÜNB	Station	Nachbar-ÜNB	Station
380	Amprion	Gronau	NL TENNET	Hengelo
380	Amprion	Gronau	NL TENNET	Hengelo
380	Amprion	Siersdorf	NL TENNET	Maasbracht
380	Amprion	Rommerskirchen	NL TENNET	Maasbracht
380	Amprion	Ensdorf	FR RTE	Vigy
380	Amprion	Ensdorf	FR RTE	Vigy
220	Amprion	Ensdorf	FR RTE	St-Avoid
380	Amprion	Kühmoos	CH swissgrid	Laufenburg
380	Amprion	Tiengen	CH swissgrid	Laufenburg
380	Amprion	Tiengen	CH swissgrid	Beznau
220	Amprion	Tiengen	CH swissgrid	Beznau
220	Amprion	Memmingen	AT APG	Westtirol
380	Amprion	Leupolz	AT APG	Westtirol
220	Amprion	Bauler	LU Creos	Flebour
220	Amprion	Bauler	LU Creos	Roost
220	Amprion	Trier	LU Creos	Heisdorf
220	Amprion	Quint	LU Creos	Heisdorf

Tabelle 1: Internationale Kuppelleitungen von Amprion GmbH

Berechnung der NTC-Übertragungswerte nach ENTSO-E

Datenbasis

Zweimal im Jahr erstellen sämtliche TSO im Synchronbereich ENTSO-E RG CE (Regional Group Continental Europe) Planungsdatensätze, die untereinander ausgetauscht werden. In diesen Datensätzen sind Netztopologie, Kraftwerkseinsatz, abgestimmte Export-/Importsituation und eine für Deutschland prognostizierte Wind –und PV Situation generiert. Der deutsche Regelblock (GCB) besteht zurzeit aus vier Regelzonen. Die nationalen Partner senden ihre abgestimmten Datensätze an die Systemführung Netze Brauweiler der Amprion GmbH, aus denen dann bei Amprion GmbH ein konsistenter Gesamtdatensatz „Deutscher Regelblock“ entsteht. Anschließend erstellt die Amprion GmbH aus allen RG CE-Planungsdatensätzen den so genannten RG CE-Referenzdatensatz für Sommer und Winter. Hieraus ergibt sich eine für den Sommer bzw. Winter typische europaweite Lastflusssituation.

NTC Berechnung

Die Ermittlung der NTC-Werte erfolgt nach der bei der ENTSO-E beschriebenen Berechnungsmethode. Der NTC-Wert stellt die bestmöglich ermittelte, bilaterale Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei benachbarten Netzregionen dar.

Die Simulation wird auf Basis eines Prognosedatensatzes durchgeführt, in dem noch freie Kraftwerksleistung in Deutschland erhöht wird. Um das Leistungsgleichgewicht zu gewährleisten, muss in der zweiten Netzregion (NL, FR, CH oder AT) die Kraftwerksleistung um den in Deutschland erhöhten Betrag gesenkt werden. Die Berechnung erfolgt iterativ, das heißt, dass nach Veränderung der Leistungsaustauschsituation (BCE Basisaustausch im Datensatz) um z.B. 500MW (ΔE) mehr Export von DE nach FR sämtliche Betriebsmittel im deutschen Regelblock und Kuppelleitungen auf (n-1)-Sicherheit überprüft werden. Der Leistungsaustausch zwischen den zwei Zonen wird so lange erhöht bzw. verringert, bis ein Betriebsmittel im (n-1)-Fall in Überlast geht und die (n-1)-Sicherheit in einer Netzregion nicht mehr erfüllt ist. Diese Leistungsgrenze wird als Total Transfer Capacity (TTC) bezeichnet und beinhaltet keine Leistungsreserven des Netzes. Aus diesem Grund wird vom TTC noch eine Sicherheitsmarge TRM (Transfer Reliability Margin) des Netzes abgezogen.

$$TTC = BCE + \Delta E$$

$$NTC = TTC - TRM$$

$$TRM = \sqrt{n} \cdot 100MW$$

Bei der Berechnungsvorschrift für die TRM entspricht der Buchstabe n der Anzahl der Kuppelleitungen zwischen zwei elektrisch benachbarten Regelzonen bzw. Regelblöcken (DE-FR: 4, DE-NL: 6, CH-DE: 15, AT-DE: 14). TRM ist eine Sicherheitsmarge, welche Effekte wie Primärenergieaustausch bei Kraftwerksausfällen, ungewollte physikalische Lastflüsse auf Grund der Leistungs-Frequenz-Regelung, Sicherheitsreserven zwischen ÜNB sowie Ungenauigkeiten in Daten und Messungen abdeckt.

Nachdem sämtliche elektrisch benachbarten TSO diese Berechnungen durchgeführt haben, kommt es im Verbund zur Abstimmung analog zu Bild 2.

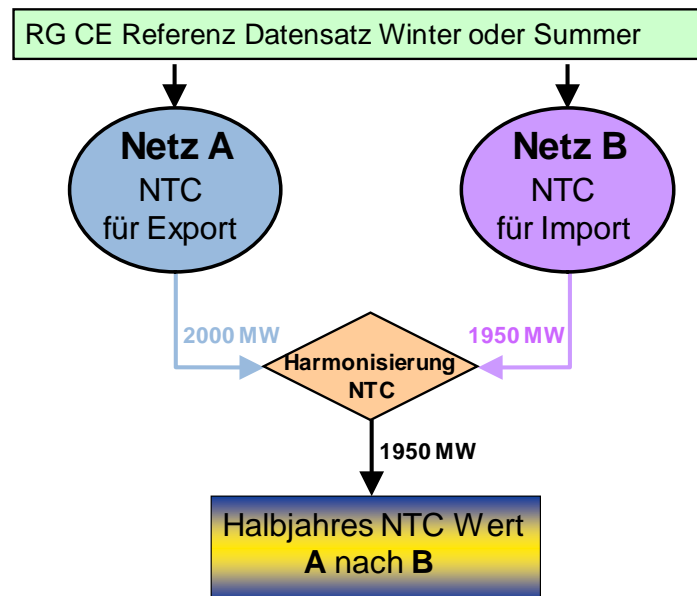


Bild 2 Abstimmung des NTC-Wertes

Der bilateral berechnete NTC-Wert ist der theoretisch maximale Kapazitätswert. Sämtliche bei der ENTSO-E gemeldeten NTC-Werte sind Maximalwerte und dürfen im Verbund nicht gleichzeitig auftreten, da es sonst zu Überlastungen im Netz kommt und damit die Netzsicherheit gefährdet wäre. Dieser Richtwert gibt den maximal möglichen Austausch zwischen zwei elektrisch benachbarten Netzen unter der Randbedingung an, dass das Austauschszenario der anderen ENTSO-E-Partner unverändert bleibt.

Technisches Profil der C-Funktion

Hintergrund

Im operativen Betrieb kommt es seit Ende des Jahres 2004 häufiger zu Engpässen im westlichen Teil des deutschen Verbundnetzes, obwohl die gehandelten Energiemengen unter den einzelnen festgelegten NTC-Werten gelegen haben. Als Grund für das vermehrte Auftreten von Engpässen kann unter anderem ein volatiler Energiemarkt im Rahmen der Liberalisierung angeführt werden. Kraftwerksbetreiber vermarkten ihre Erzeugung großflächiger, d.h. Regelzonen übergreifend. Durch gleichzeitige Exporte von DE nach NL, FR und CH überlagern sich die Auswirkungen der Lastflüsse und es kommt zu Netzengpässen in dieser Region. Die regionale Balance zwischen Netzlast und Erzeugung hat sich verschoben und es treten vermehrt hohe Ringflüsse (Diskrepanzen zwischen physischen Lastflüssen und Fahrplanprogrammen) auf den Kuppelleitungen zu internationalen Partnern auf. Diese sicherheitsrelevanten Ereignisse zeigen, dass eine allein bilaterale Betrachtung nicht ausreichend ist, sondern eine koordinierte Vergabe der Netzkapazität gemäß eines technischen Profils zwingend erforderlich ist.

Das Konzept der C-Funktion für die kurzfristige Kapazitätsberechnung (Tageskapazitäten) unter Berücksichtigung der Windenergieprognosen an der Regelzonen-Grenze Deutschland, Niederlande, Frankreich und Schweiz wurde ergänzend zum bestehenden ENTSO-E-Verfahren entwickelt. Mit Einführung des CWE Market Couplings am 9. November 2010 wurde auf Basis der genehmigten C-Funktion ein neuer und zusätzlicher NTC-Verifikations- und Abstimmungsprozess (sog. „16-Corner-Verfahren“) eingeführt. Dieser hat die Koordinierung zwischen den CWE-Partnern weiter erhöht: Im Rahmen einer Extremwertanalyse werden alle von den ÜNB bereitgestellten NTC-Werte kombiniert und einer Sicherheitsrechnung unterzogen. Für die vier CWE-Grenzen entstehen hierbei $2^4 = 16$ Berechnungskombinationen.

Das Konzept der C-Funktion wird für den Handelstag 21. Mai 2015 für die kurzfristige Kapazitätsberechnung (day-ahead) an den Grenzen Deutschland-Niederlande und Deutschland-Frankreich von dem koordinierten Lastflussbasierten Verfahren in der CWE Region abgelöst und damit nicht mehr angewendet.

Details zur genehmigten Methode können den veröffentlichten CWE-Dokumenten (<http://www.casc.eu/en/Resource-center/CWE-Flow-Based-MC/Approval-Documents>) entnommen werden.

Die Bundesnetzagentur hat dieses Verfahren auf Basis des deutschen Zusammenfassung „Genehmigungsantrag zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (FBKB) in der CWE-Region gemäß Art. 15 Abs. 2 EU-VO 714/2009“ genehmigt.

Das deutsche C-Profil für Export-/und Importsituationen

Das Profil, über welches der kurzfristige und finale Kapazitätswert für einen Erfüllungstag d berechnet wird, muss die im Folgenden beschriebenen Kriterien erfüllen. Die Berechnung erfolgt koordiniert und großräumig. Entscheidender Parameter ist hierbei insbesondere die kurzfristig prognostizierbare Winderzeugung in Deutschland. Somit wird dem Markt die größtmögliche Kapazität unter Einhaltung der Netzsicherheit zur Verfügung gestellt. Auf dem Profil sollen für die Summe der Einzelgrenzen die Abweichungen zwischen physikalischen Lastflüssen und Fahrplanprogrammen gering sein. Damit ist sichergestellt, dass der Kapazitätswert für das Profil ohne Beeinflussung anderer Grenzen festgelegt werden kann.

Folglich wurde das deutsche C (Grenze DE-NL/BE, DE-FR und DE-CH) als technisches Profil (Bild 3) ausgewählt, wobei es sich nach neuer Ermittlung bei den Werten für den „Export sowie Import aus/nach DE über das deutsche C“ um den relevanten Kapazitätswert mit Frankreich, mit den Niederlanden und mit der Schweiz handelt.

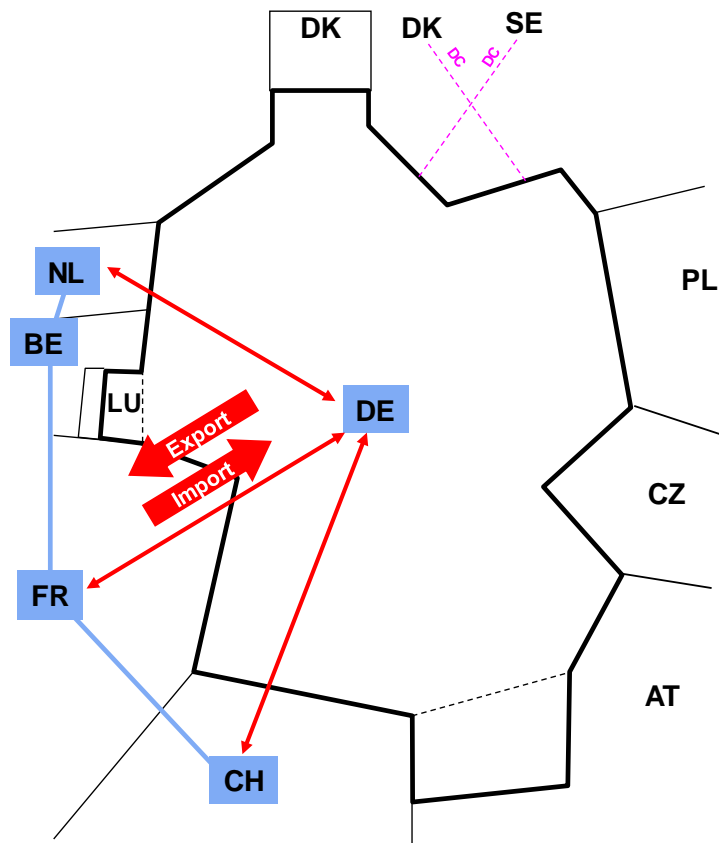


Bild 3 Angepasstes deutsches C-Profil (Grenze DE-NL/BE, DE-FR und DE-CH)

Für den Kapazitätswert „Export aus DE über das deutsche C“ wurde als Maximum 7449 MW ermittelt. Neueste betriebliche Erfahrungen sowie Simulationsrechnungen zeigen, dass ab diesem kommerziellen Leistungsaustausch massive Engpässe in der betrachteten Netzregion auftreten. Abhängig von der Winderzeugung in Deutschland sowie ggf. weiterer Einflussgrößen ist dieser maximale Exportwert nach unten zu korrigieren. Die Werte der C-Funktion liegen für den Export zwischen 3468 MW und 7449 MW, für den Import zwischen 7268 MW und 8249 MW (s. Tabelle 2).

Langfristige, mittelfristige und kurzfristige Kapazitäten

Die Kapazitätsbereitstellung für den Markt erfolgt für verschiedene Zeithorizonte. Ein wichtiger Grund für die zeitlich gestaffelte Vergabe der Kapazität ist die sinkende Unsicherheit von netzsicherheitsrelevanten Faktoren (Netztopologie, Verfügbarkeiten der Kraftwerke, Umwelteinflüsse), je weiter man sich dem Erfüllungszeitpunkt nähert. Zum anderen ist der Markt an der Verfügbarkeit von verschiedenen Produkten, analog zu den langfristigen, mittelfristigen, bis hin zu kurzfristigen Produkten am Energiemarkt, interessiert.

Die koordinierte Festlegung und Abstimmung erfolgt zwischen TenneT (NL), RTE (FR), Swissgrid (CH), TenneT GmbH (DE), EnBW TNG (DE) und der Amprion GmbH (DE). Bei der koordinierten Vergabe wird die Kapazität der entsprechenden Grenze und Richtung auf den niedrigsten, der von den beteiligten Verbundpartnern ermittelten Werte festgelegt, so dass die Netzsicherheit in jedem Gebiet gewährleistet bleibt.

Die Kapazität DE-NL wird entsprechend der installierten Kapazität der Interkonnektoren zwischen der Amprion GmbH und der TenneT GmbH aufgeteilt.

Langfristige Kapazität (Jahreskapazität)

Der im oberen Abschnitt erwähnte ENTSO-E-Referenzdatensatz für den Sommer oder Winter wird mit weiteren bekannten Daten für das Folgejahr, wie z.B. Verfügbarkeiten von Kraftwerken und von wichtigen Kuppelleitungen/Verbundleitungen aktualisiert. Hierbei fließen koordinierte Jahresabschaltungsplanungen der nationalen/internationalen Partner sowie der Amprion GmbH bekannte Revisionsfahrpläne von Kraftwerken in die Berechnung mit ein. Anschließend kommt es zu einer koordinierten Aufteilung der zur Verfügung stehenden Kapazität für die Jahresauktion. Für die Ermittlung der Jahreskapazität wird die C-Funktion nicht genutzt. Hierbei muss jedoch die Summe der Langzeitkapazitäten an einer Grenze (Jahreskapazität, Monatskapazität) kleiner als die aus der C-Funktion minimal (bei höchster Windstufe) resultierenden, bilateralen Kapazitäten sein.

Mittelfristige Kapazität (Monatskapazität)

Die koordinierte Bestimmung der Kapazität für die Monatsauktion verläuft analog zur Jahreskapazität. Hierbei werden weitere bekannte Änderungen der Topologie und Kraftwerksverfügbarkeiten für den Folgemonat berücksichtigt.

Kurzfristige Kapazität (Day Ahead)

Seit Mai 2015 wird zwischen den Ländern Belgien, Frankreich, Niederlande und Deutschland das koordinierten Lastfluss-basierten Verfahren zur Bestimmung und Vergabe der maximal möglichen Kapazität in Import- und Export-Richtung in der Central-Western-Europe-Region (CWE-Region) angewandt.

Die C-Funktion (s. Tabelle 2) wird weiterhin im Kontext der NTC-basierten Kapazitätsbestimmung für die Grenze D-CH genutzt.

Bestimmung der Höhe und Partitionierung der C-Funktion:

Windprognose d-2, [MW]	0 – 7.000	7.000 – 11.000	11.000 – 14.000	14.000 – 18.000	> 18.000
C-Funktion [MW] Export DE	7.449	6.749	5.649	4.500	3.468
C-Funktion [MW] Import DE	8.249	7.987	7.727	7.465	7.268

Tabelle 2: Bestimmung der Höhe und Partitionierung der C-Funktion